

XVI ERIAC
DECIMOSEXTO ENCUENTRO
REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ

17 al 21 de mayo de 2015



C1-14

Comité de Estudio C1 - Desarrollo de Sistemas y Economía

METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACION DE LA DEMANDA ELECTRICA A LARGO PLAZO USANDO VARIABLES URBANAS.

S. Guerra*
***Universidad Simón Bolívar, Venezuela**
***Unidad de Planificación de Distribución, CORPOELEC, Venezuela.**

***Resumen** – Para el análisis de la estimación de demanda eléctrica a largo plazo se propone una metodología basada en la conversión de variables urbanas como población y empleo a demanda eléctrica a través de un modelo de carga, en el cual se aplican índices de demanda que son determinados a través del uso final de los equipos eléctricos y electrodoméstico. El método permite definir la necesidad de ampliación de las subestaciones existentes, así como la construcción de nuevas subestaciones debido al crecimiento de la población. Dicha metodología fue aplicada para área de Los Valles del Tuy (Edo. Miranda-Venezuela) por tanto se tomarán los resultados de dicho estudio como ejemplo.*

Palabras clave: Año Base – Demanda eléctrica –– Largo Plazo – Metodología – Planificación – Sistema de Distribución.

INTRODUCCIÓN

La planificación de un sistema de distribución de energía eléctrica a largo plazo es de suma importancia, puesto que permite definir los lineamientos generales de expansión de la red, para poder servir al desarrollo previsto y orientar en las decisiones a corto y mediano plazo. Adicionalmente, conociendo las estimaciones de demanda futura se establecen las inversiones necesarias para contribuir con la expansión económica, eficaz y confiable del sistema de distribución que permita mantener la calidad de servicio a prestar. Por consiguiente, la definición de las estrategias a nivel de distribución de la red así como el pronóstico de la localización del crecimiento de la demanda futura, es tan importante como pronosticar su magnitud.

Sin embargo la incertidumbre en este tipo de estudios es algo inherente a ellos, puesto que la estimación de las condiciones futuras puede variar de muchas formas distintas y existen infinidades de factores de tipo: políticos, sociales, ambientales y entre otros no menos importantes, que pueden variar ó afectar estos cálculos. Para manejar esta condición de incertidumbre se elaboran un conjunto de escenarios de desarrollo que permiten tomar en cuenta diversos factores y establecer una gama de resultados de estimación de la demanda, contribuyendo así a abarcar la mayor cantidad de variaciones posibles y acotar la incertidumbre en las magnitudes y en la ubicación de la demanda obtenida.

La elaboración de estos escenarios dependerá de las características del área de estudio y la información con que se cuente para lograr las combinaciones posibles de las variantes preponderantes. Con base a los resultados obtenidos para los escenarios planteados y a la capacidad de la que disponen las subestaciones actuales, se define la necesidad o no de nuevas unidades de transformación y/o subestaciones, así como su capacidad de transformación y su nivel de tensión.

El proceso de planificación de una nueva subestación de distribución debe estar alineado con los procesos constructivos de la misma, por lo que se deben contemplar los tiempos de búsqueda de terreno, servidumbres de paso, ampliación o refuerzo del sistema de subtransmisión así como la ejecución de las obras para la

*e-mail: sofiaguerragon@gmail.com

salida de los circuitos de distribución para garantizar que los equipos proyectados se encuentren operativos para el momento en que se necesiten en que así se requieran.

REQUERIMIENTOS PARA LA APLICACIÓN DEL MÉTODO

En el caso de los Valles del Tuy se utilizó como metodología; para el caso de la variable independiente, la evolución a largo plazo de las variables urbanas de población (por estratos de ingreso) y empleo (por rama de actividades económicas) esto tiene como finalidad estimar la demanda eléctrica a través de la definición de hipótesis de desarrollo urbano en períodos de tiempo quinquenales hasta completar 15 a 20 años, para así definir las expansiones que el sistema de distribución requiere en cuanto a ampliación y/o nuevas subestaciones y redes primarias.
La metodología que se presenta a continuación señala las diferentes etapas de este proyecto y permite realizar ordenadamente el estudio de planificación a largo plazo. Consta de siete (07) etapas de trabajo las cuales se describen a continuación (ver Fig. 1):

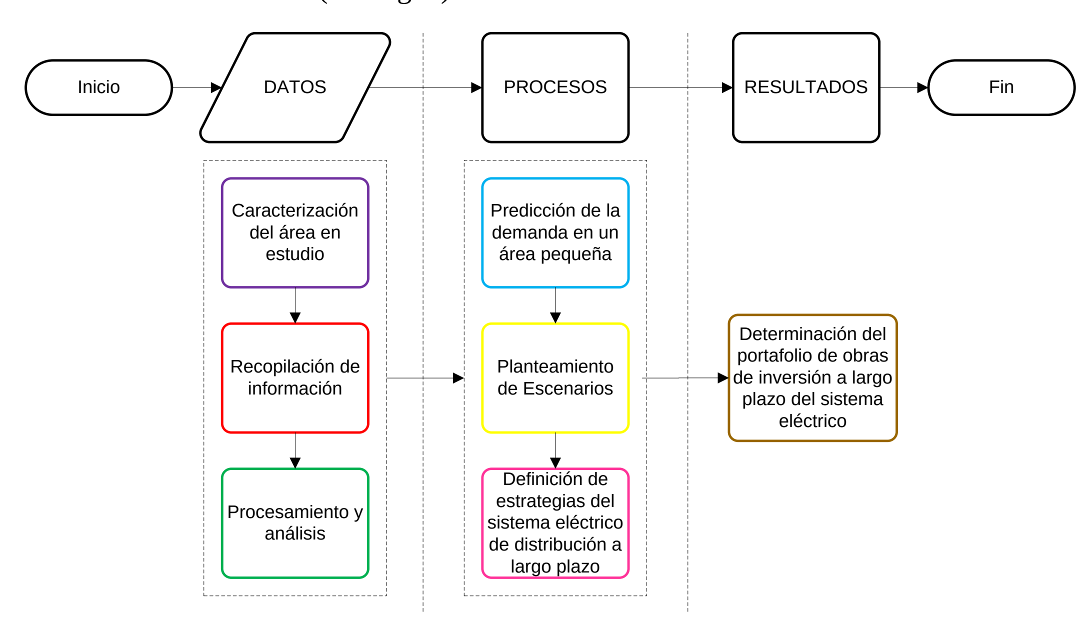


Fig. 1. Etapas de la Metodología Propuesta [1].

2.1 Caracterización del área en estudio

Se debe definir y delimitar el área de estudio, identificando la ubicación de las subestaciones existentes, topología de redes, así como los desarrollos territoriales.

2.2 Recopilación de información

Las fuentes de información que se emplearon en el estudio fueron:

Data eléctrica

- Planos georeferenciados de la red de distribución del año base del área de estudio en el cual se deben apreciar fielmente las subestaciones operativas, las rutas geográficas de todos los circuitos de media tensión, así como el calibre de cada conductor perteneciente a cada circuito.
- La data histórica de las corrientes por cada uno de los circuitos (lecturas de corrientes máximas no coincidentes) del año base.
- Diagrama unifilar de las subestaciones operativas para el año base.
- Identificación y ubicación de las factibilidades de carga solicitadas a la empresa de distribución eléctrica, esto se refiere al listado de proyectos y solicitudes de carga que requieren ser conectados al sistema eléctrico y el valor de la demanda que se solicita. Es recomendable que dicha información esté georeferenciada para conocer específicamente donde se estará solicitando la conexión.
- Índices de demanda obtenidos de la estimación de equipos eléctricos usados por la población y empleo a los fines de obtener la proyección de demanda eléctrica.

2.2.2 Data Urbana

- Datos de estimaciones de crecimiento de población y empleo: Los datos deben partir del año base tomando como referencia hasta el año horizonte, estos datos deben ser lo más específicos posible considerando la menor división político-territorial de dicha área ó el equivalente a segmentos censales.
- Plano en AutoCAD del área en estudio: Se debe llevar el área de estudio georeferenciadamente a un plano en AutoCAD donde se aprecien las zonas en estudio.

2.3 Procesamiento y análisis

2.3.1 Estimación de la demanda máxima de cada zona

Se obtiene la demanda máxima de cada una de las zonas que conforman el área de estudio al multiplicar los datos de población y empleo asociados con su índice de demanda correspondiente. Los índices utilizado para el estudio ejemplo se muestran a continuación:

TABLA I. ÍNDICES DE DEMANDA MÁXIMA
EN [W/TIPO DE HABITANTE] [2].

	[W/habitante]
Clase Extra-Alta: Mansión o apartamento de lujo	1.936,5
Clase Alta: Quinta normal	1.419,9
Clase Media-alta: Apartamento medio	984,4
Clase Media	609,8
Clase Media-baja: Casa urbanización	561,1
Clase baja: Casa barrio	365,5
Promedio general: Vivienda promedio	723,8

TABLA II. ÍNDICES DE DEMANDA MÁXIMA
EN [KVA/EMPLEADO] [2].

	[KVA/empleado]
Servicios generales de oficinas	0,34
Oficinas	0,98
Hoteles	1,81
Condominios	3,82
Comercio detal	0,47
Comercio recreacional	1,68
Hospital/clínica	0,22
Educación	0,43
Servicios religiosos	1,24
Talleres	1,79
Micro-empresas	2,4
Promedio general	0,62

2.3.2 Asignación de la demanda por puntos de transformación

Para lograr la asignación de demanda por puntos de transformación se utilizó como programa computacional de simulación el PADEE (Programa de Análisis de Distribución de Energía Eléctrica) [3], el cual consiste en un conjunto de programas de análisis, cálculo de flujos de cargas y energías de las redes distribución de energía eléctrica. Los programas se manejan en torno a los planos elaborados en AutoCAD y en ambiente Windows.

2.3.3 Calibración de la demanda eléctrica

La calibración de la demanda eléctrica consiste en corroborar que los índices seleccionados para convertir los datos de población y empleo arrojen un valor de demanda que sea cónsono con la realidad, es decir que al utilizarlos para establecer los valores de demanda de la red de distribución del área en estudio, ésta coincida con la obtenida por las simulaciones en el PADEE, donde se monitorean cada uno de los circuitos que componen la red de distribución. Para los efectos de esta metodología, la verificación se hace sumando el

valor obtenido de la demanda estimada para cada uno de los sectores de la población más la demanda estimada para cada tipo de empleo pertenecientes a una zona en particular del área de estudio; obteniendo así el valor de la demanda en una zona.
El procedimiento anterior se repite en todas las zonas que conforman el área de estudio, esto con el fin de comparar dichos valores con los obtenidos para cada zona en el PADEE y de esta manera verificar el rango de diferencia, cuya magnitud dependerá del nivel de tolerancia que se quiera estipular. Se debe fijar un nivel de tolerancia.

2.4 Predicción de demanda en un área pequeña

Con los valores obtenidos de la demanda por zona para cada uno de los años de estudio hasta el año horizonte mediante el uso de los índices de demanda y conforme a la calibración realizada, nos formulamos la siguiente pregunta ¿Cómo transferir el valor de esta demanda a las zonas de estudio georeferenciada a áreas más pequeñas?, a manera de responder esta pregunta se asumió que el comportamiento de las variables población y empleo siguen un comportamiento similar de distribución con respecto a la red eléctrica de dicha zona. Posteriormente con la transferencia de toda esta información al programa PADEE se puede estimar la demanda que tendrán que suplir cada una de las subestaciones del área general de estudio. Al plano del año base se le dibujan cuadrículas y se aplica el Programa de Predicción de Corto y Mediano (PPDCM) el cual es una herramienta del PADEE.
El listado generado es un arreglo que simula la disposición geográfica de las microáreas donde se le da una nomenclatura para cada una de ellas que permita su localización en el espacio geográfico. Estas cuadrículas se identifican mediante combinaciones de letras en tres coordenadas separadas por comas (,), la primera en el orden horizontal y la segunda en el vertical de la microárea, la última letra identifica la cuadrícula dentro de esa microárea. Como ejemplo la Fig. 2 muestra la cuadrícula B,C,M en la cual la microárea es representada por la coordenada horizontal o eje X la cual corresponde a la letra B y por la coordenada vertical o eje Y correspondiente a la letra C y finalmente la letra M representa la cuadrícula dentro de la microárea.
Se debe acotar que la totalización de la carga por cuadrícula sólo se podrá realizar para el año base en estudio, dado que sólo se conocen las corrientes máximas de ese año y en años posteriores. En la Fig. 3 se muestra como el programa muestra el valor de potencia total en KVA y KVar, de dicha cuadrícula, en la esquina superior izquierda.

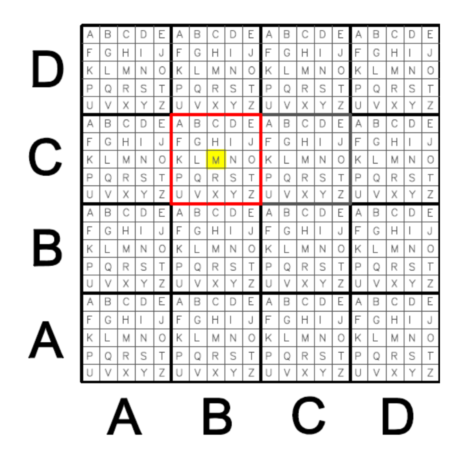


Fig 2. Ejemplo del sistema de cuadrículas utilizado por PADEE

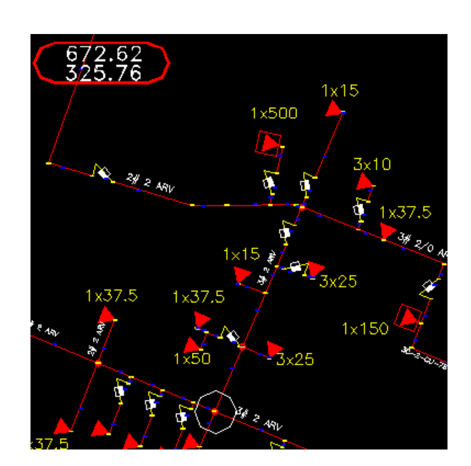


Fig 3. Ejemplo de una cuadrícula indicando el total de demanda de la misma

En la Fig. 4 se muestra un ejemplo en particular de una zona correspondiente al área de los Valles del Tuy, en la cual se observan los circuitos que la componen, así como también se presenta la totalización en la esquina superior izquierda de cada cuadricula de la demanda eléctrica para el año base.

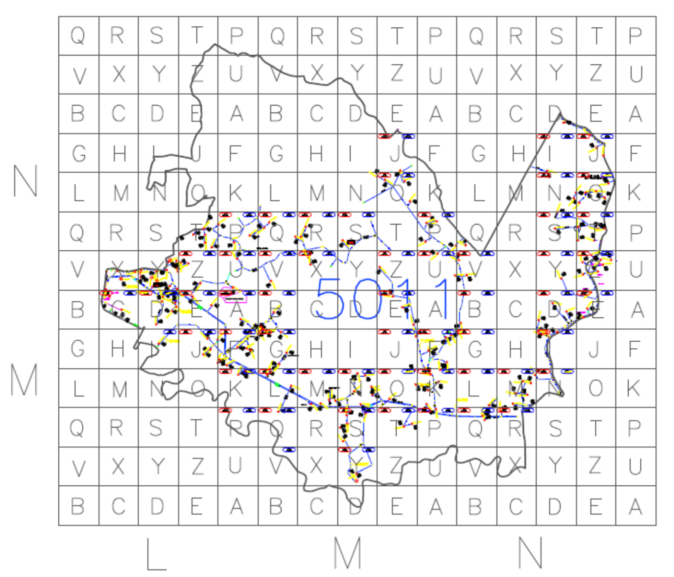


Fig. 4. Ejemplo de una zona de los Valles del Tuy

A los efectos de estimar la demanda en KVA que deberán suplir las subestaciones a largo plazo, se procede a convertir las demandas obtenidas de cada una de las cuadriculas expresadas en unidades de KW y KVAR a unidades de KVA. En particular los valores obtenidos de esta conversión para el año base (2008) para la zona ejemplo se aprecian en la Tabla III.

TABLA III. VALORES DE POTENCIA ASOCIADOS A CADA UNA DE LAS CUADRICULAS QUE CONFORMAN LA ZONA DEL ÁREA EN ESTUDIO.

N°	ZONA DELEC	CUADRÍCULA			KVA 2008	CONTRIBUCIÓN	KVA 2013
1	5011	L	N	Z	146,04	0,0304	443,13
2	5011	L	M	D	219,70	0,0457	666,66
3	5011	L	M	E	54,65	0,0114	165,83
4	5011	L	M	J	54,22	0,0113	164,54
5	5011	M	N	O	39,78	0,0083	120,70
6	5011	M	N	P	37,97	0,0079	115,21
7	5011	M	N	Q	20,44	0,0043	62,03
8	5011	M	N	R	14,60	0,0030	44,31
9	5011	M	N	S	5,84	0,0012	17,72
10	5011	M	N	U	14,60	0,0030	44,31
11	5011	M	N	V	5,84	0,0012	17,72
12	5011	M	N	X	14,60	0,0030	44,31
13	5011	M	N	Z	7,23	0,0015	21,95
14	5011	N	N	K	20,44	0,0043	62,03
15	5011	N	N	P	73,56	0,0153	223,22
16	5011	N	N	U	14,47	0,0030	43,90
17	5011	N	N	J	29,21	0,0061	88,62
18	5011	N	N	N	5,84	0,0012	17,72
19	5011	N	N	O	118,29	0,0246	358,94
20	5011	N	N	S	20,44	0,0043	62,03
21	5011	N	N	T	106,61	0,0222	323,49
22	5011	M	M	A	7,23	0,0015	21,95
23	5011	M	M	B	43,39	0,0090	131,66
24	5011	M	M	E	57,85	0,0120	175,53
25	5011	M	M	F	225,29	0,0469	683,61
26	5011	M	M	G	478,98	0,0996	1453,41
27	5011	M	M	J	27,11	0,0056	82,27
28	5011	M	M	K	49,65	0,0103	150,66
29	5011	M	M	L	45,61	0,0095	138,40
30	5011	M	M	M	74,12	0,0154	224,90
31	5011	M	M	N	138,84	0,0289	421,30
32	5011	M	M	O	99,41	0,0207	301,64
33	5011	M	M	Q	17,53	0,0036	53,18
34	5011	M	M	S	101,22	0,0211	307,15
35	5011	M	M	T	54,23	0,0113	164,55
36	5011	M	M	Y	249,42	0,0519	756,84
37	5011	N	M	D	89,08	0,0185	270,31
38	5011	N	M	E	59,88	0,0125	181,69
39	5011	N	M	F	99,42	0,0207	301,67
40	5011	N	M	I	293,52	0,0610	890,66
41	5011	N	M	K	79,53	0,0165	241,34
42	5011	N	M	L	14,46	0,0030	43,87
43	5011	N	M	M	98,61	0,0205	299,22
44	5011	N	M	N	85,11	0,0177	258,25
45	5011	N	M	P	7,23	0,0015	21,95
46	5011	N	M	Q	61,45	0,0128	186,47
47	5011	N	M	R	18,08	0,0038	54,85
48	5011	N	M	U	32,53	0,0068	98,71
49	5011	N	M	V	24,40	0,0051	74,04
50	5011	N	N	V	25,31	0,0053	76,80
51	5011	N	N	Y	8,76	0,0018	26,59
52	5011	N	N	Z	198,60	0,0413	602,62
53	5011	L	M	C	528,94	0,1100	1605,00
54	5011	L	M	I	58,72	0,0122	178,17
55	5011	M	M	P	280,59	0,0584	851,43
56	5011	M	N	J	27,53	0,0057	83,55
57	5011	N	N	I	21,91	0,0046	66,47
	TOTAL				4807,92		14589,10

De la suma total de los KVA de las cuadrículas de la Tabla III se obtiene la demanda total de la zona ejemplo del año base.

$$\sum_{i=1}^{n} KVA\ 2008\ Cuadrículas\ que\ conforman\ la\ zona = 4807{,}92\ \ KVA$$

Posteriormente se requiere calcular la contribución de cada una de las cuadrículas que conforma la zona con respecto al total de la demanda, para lo cual se utiliza la expresión que se muestra a continuación:

$$Contribución\ de\ la\ cuadrícula\ elegida\ 2008\ = \frac{KVA\ 2008\ de\ cúadricula\ \ elegida\ \ de\ la\ zona}{\sum_{i=1}^{n} KVA\ 2008\ de\ las\ cuadr\ ículas\ \ que\ \ conforman\ \ \ la\ zona} \qquad (1)$$

Por ejemplo tomemos una cuadrícula cualquiera M,N,Z su contribución es:

$$Contribución\ de\ la\ cuadrícula\ M, N, Z\ 2008 = \frac{7{,}23}{4807{,}92} = 0{,}0015$$

Del pronóstico de demanda realizado a partir del modelo de carga, utilizando las variables de población y empleo así como los índices de demanda asociados a cada uno, se obtuvo que para la zona en el año 2013 su demanda será de 14589,10 KVA.
Para llevar este valor a cada cuadrícula correspondiente al año 2013 se multiplicó de manera escalar el factor de contribución, obtenido de la expresión (1), de cada cuadrícula correspondiente al 2008 por el valor demanda estimado para el año 2013. Ejemplo:

$$Demanda\ de\ la\ cuadrícula\ M, N, Z\ 2013 = 0{,}0015 * 14589{,}10\ KVA = 21{,}95\ KVA$$

Se procede a incrementar la demanda de las cuadrículas de manera escalar conforme al grado de contribución de cada cuadrícula con respecto año base 2008. Este método es recursivo para el resto de los años del estudio de largo plazo.
Luego que se obtiene la demanda para cada una de cuadrículas para el año en estudio el valor en KVA se procede a convertir dicho valor en unidades de KW y KVAR con la finalidad de poder cargar dichos valores de demanda en KW y KVAR del año 2013 al PADEE mediante el uso de la herramienta PPDCM, dicha herramienta toma del listado de las cuadrículas las demandas ya procesadas y las incorpora a cada punto de transformación en forma proporcional a la capacidad instalada de los transformadores de esa cuadrícula en particular. También se procede a coloca en el plano el total por cuadrícula que se utilizó como entrada en un óvalo de color azul como se observa en la Fig. 5.

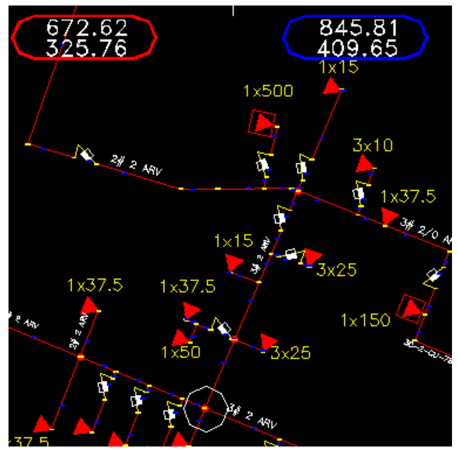


Fig. 5. Ejemplo de una cuadrícula indicando el total de demanda de la misma y el valor estimado

2.4 Planteamiento de Escenarios

Debido a la existencia de un cierto grado de incertidumbre sobre el desarrollo de la región en estudio y por ende sobre la demanda estimada, se sugiere el planteamiento de escenarios que intenten cubrir las necesidades de expansión a futuro, considerando variables socio-económicas que afecten el estudio. Algunas variables que se pueden tomar en cuenta son las siguientes: la variación de la demanda de la población y empleo, una intensificación de uso en las industrias existentes, entre otros aspectos que dependerán de la visión del planificador y del comportamiento histórico y actual del área de estudio.

2.5 Estrategias de expansión del sistema eléctrico de distribución a largo plazo

2.5.1 Dimensionamiento de subestaciones urbanas

Conocida la matriz geográfica correspondiente al pronóstico de carga a largo plazo, se procede a delimitar delimita el área de influencia de cada una de las subestaciones con un valor igual o inferior a su capacidad firme. Es aquí donde se identifica si es necesario la ampliación y/o construcción de nuevas subestaciones para garantizar el suministro de energía en toda el área estudiada, tomando en cuenta que se busca maximizar el aprovechamiento de los equipos.

2.5.1.1 Ubicación de las subestaciones de Distribución

Se asocia la carga de las zonas a las subestaciones existentes, por medio de la demanda concerniente a cada cuadrícula que se encuentran dentro del área en estudio, lo que permite determinar el incremento de la carga en la subestación a partir de la evolución de la misma.

Al obtener la demanda en cada uno de los escenarios de crecimiento, se puede establecer la ubicación posible de las nuevas subestaciones que se requieran en el futuro considerándose para ello dos procedimientos principales, los cuales son establecer las nuevas áreas de servicio y calcular posteriormente los centros de carga de las nuevas áreas de servicio.

En las Fig. 6-(a) se muestran las áreas de servicio de las subestaciones involucradas en el caso ejemplo de esta metodología y como luego de aplicar la misma se aprecian cambios importantes tanto en las áreas de servicio de las mismas como en la aparición de tres subestaciones (ver Fig. 6-(b)).

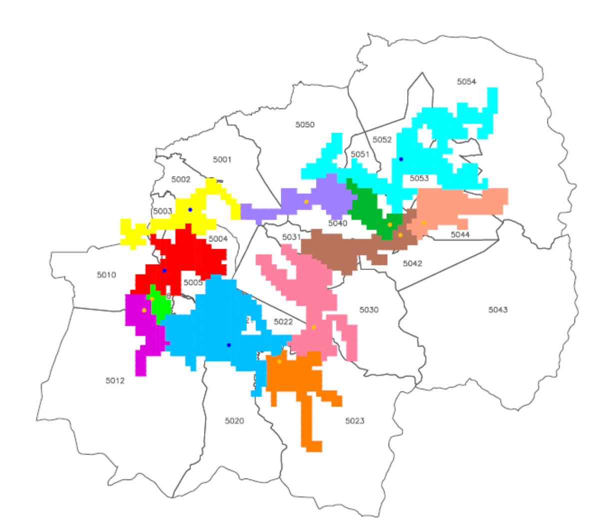


Fig. 6-(a). Áreas de servicio de las subestaciones para el año base del estudio.

Fig. 6-(b). Áreas de servicio y ubicación de nuevas subestaciones para el año horizonte.

CONCLUSIONES

La metodología planteada por su sencillez y contando con la información necesaria permite resolver el problema correspondiente a la proyección en relación a la cantidad, tamaño y localización de nuevas subestaciones de distribución, las cuales son necesarias para satisfacer la demanda futura de cada uno de los escenarios propuestos.

Como elemento novedoso se han combinado las variables urbanas: población y empleo con la herramienta computacional PADEE, la cual aunque actualmente se utiliza principalmente para estudios operativos de la red, en este caso se empleó para llevar la demanda obtenida en cada año a la división cuadriculada de las microáreas que conforman el área de estudio y de esta manera poder definir el estado futuro que tendrán las subestaciones operativas de la región.

Esta metodología fue desarrollada para un estudio en general que correspondió al área de los Valles del Tuy sin embargo la misma puede ser aplicada de manera efectiva a cualquier área que posea la información de población y empleo, adaptando la misma con el fin de determinar la demanda eléctrica a largo plazo.

REFERENCIAS

[1] Guerra. S, *Estrategias de Expansión de la Red Eléctrica para los Valles del Tuy*. Sartenejas: Universidad Simón Bolívar, 2012.

[2] Leonardi. E. y Serrano. A, *Modelo de Carga para la Estimación de Demanda a Largo Plazo en el Sistema de Distribución a través de la Proyección de Variables Urbanas*. Universidad Metropolitana, 1995.

[3] Ingeniería y Construcción MatMor C.A, *Manual del Programa de Análisis de Redes de Distribución de Energía Eléctrica (PADEE)*. Ago. 2010.